

# SolPEG Blendgutachten Photovoltaikanlage AichaSolar

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage  
in der Nähe von Postbauer-Heng in Bayern**

**SolPEG GmbH**  
Solar Power Expert Group  
Normannenweg 17-21  
D-20537 Hamburg

FON: +49 (0)40 79 69 59 36  
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38  
info@solpeg.de  
[www.solpeg.de](http://www.solpeg.de)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Auftrag</b> .....	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.1	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung</b> .....	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potenziellen Blendwirkung</b> .....	<b>8</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	8
1.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.2	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.3	Technische Parameter der PV Anlage .....	11
3.4	Standorte für die Analyse .....	12
3.5	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>17</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südwestlich .....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordwestlich .....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B8 südlich .....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich .....	23
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung</b> .....	<b>25</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>26 - 38</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage „AichaSolar“

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „AichaSolar“ für Verkehrsteilnehmer auf der B8, die Bahnstrecke Regensburg–Nürnberg sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

### 1.1 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie<sup>1</sup>, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „AichaSolar“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B8, die Bahnstrecke, sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

<sup>1</sup> Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich im Nordosten von Postbauer-Heng in Bayern auf einer landwirtschaftlichen Fläche. Westlich der Fläche verläuft die Bahnstrecke Regensburg–Nürnberg und südlich verläuft die B8. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche im Nordosten von Postbauer-Heng in Bayern. Die Fläche ist überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.311°N, 11.361°O, 459 m ü.N.N</a>
Kürzeste Entfernung zur Bahnstrecke	ca. 30 m
Abstand zur B8	ca. 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 130 m

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

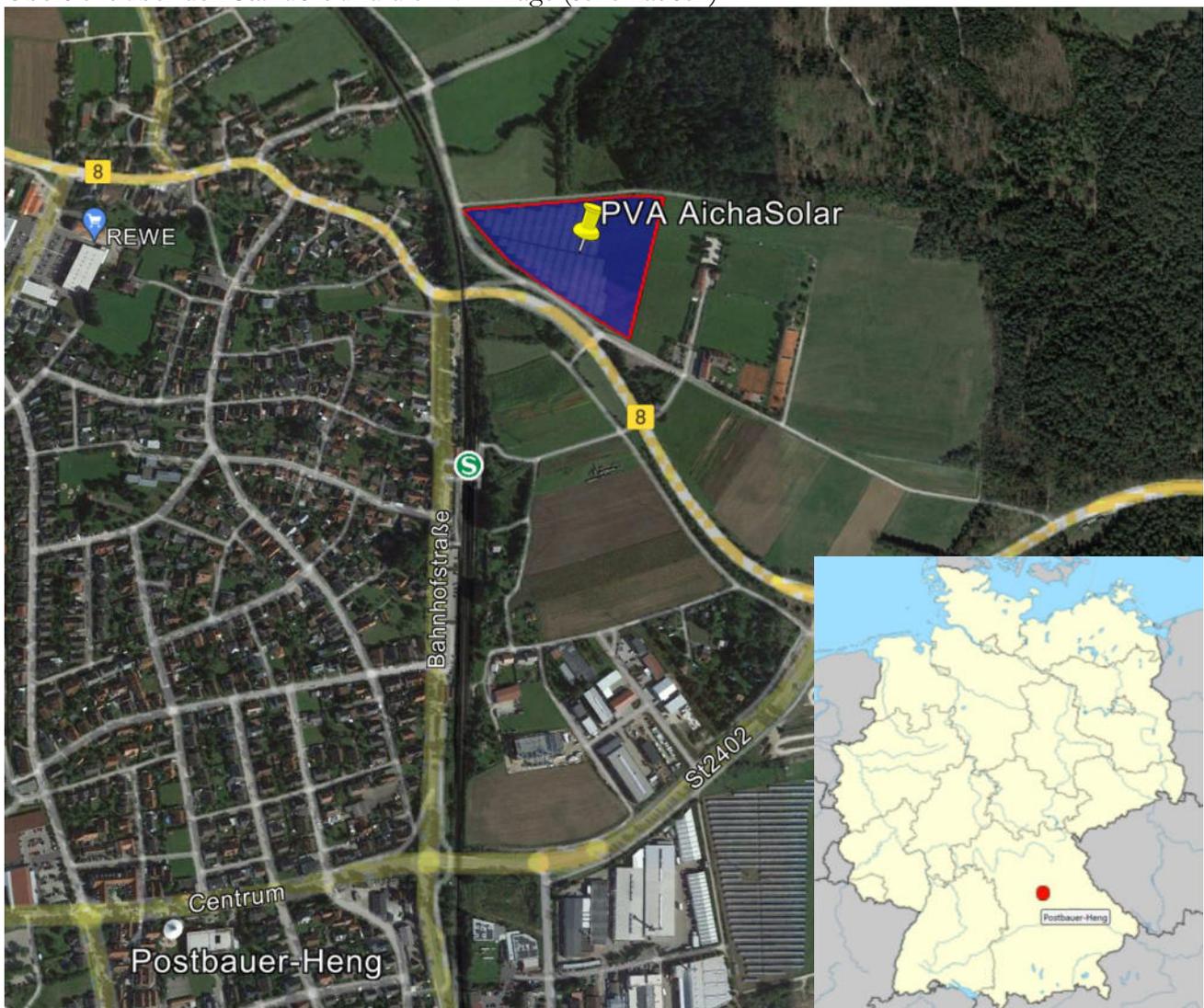


Bild 2.1.1: Luftbild der PV-Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgenden Bilder zeigen die Fläche der geplanten PV Anlage sowie Umgebung.



Bild 2.1.2: Detail der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)



Bild 2.1.3: Detail der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Blick Richtung Norden auf die Fläche der PV-Anlage.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Foto der PV Fläche, Blick Richtung Südosten.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

## 2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

---

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die **vorwiegend südlich** von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

---

Das folgende Bild zeigt ein Gebäude in der Umgebung der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können einzelne Immissionsorte von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Folgender Standort wird beispielhaft aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung analysiert.

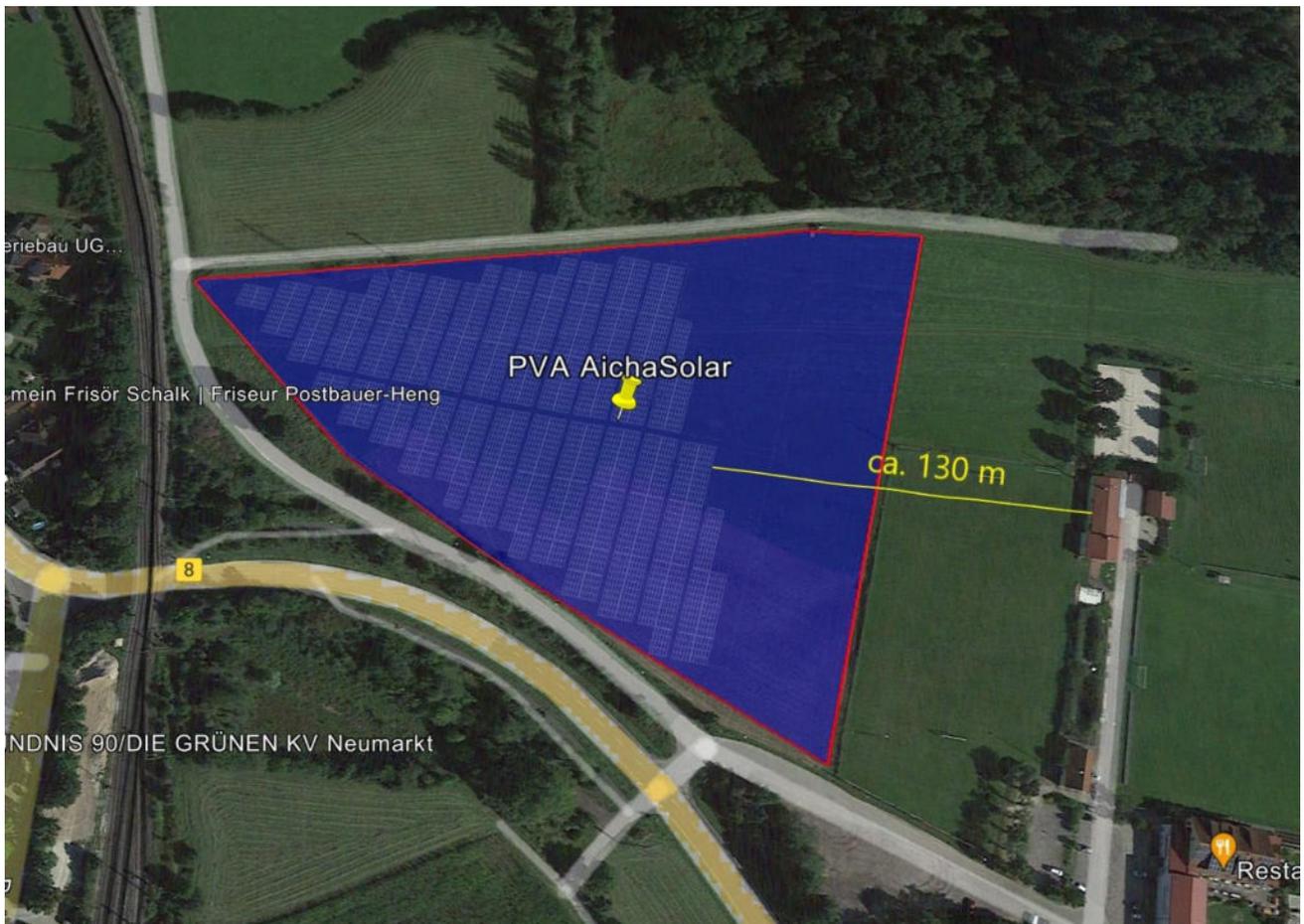


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

### 3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>2</sup> die grundsätz-  
lich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI  
Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

#### 1.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von  
PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst  
das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat  
mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-  
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

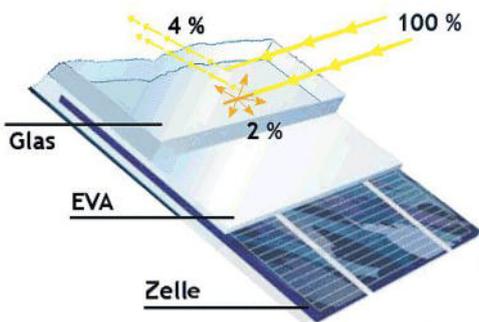


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>2</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

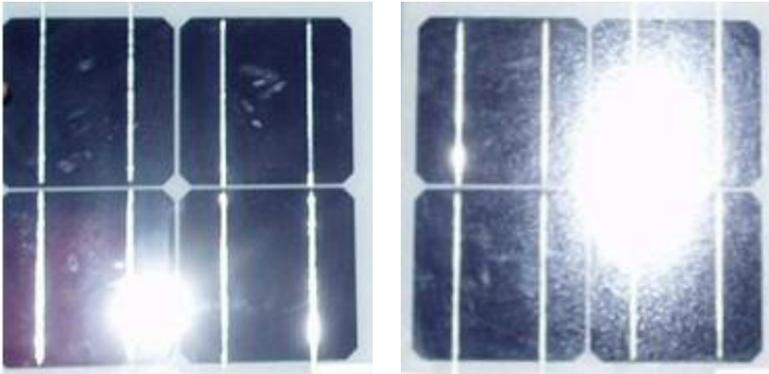


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

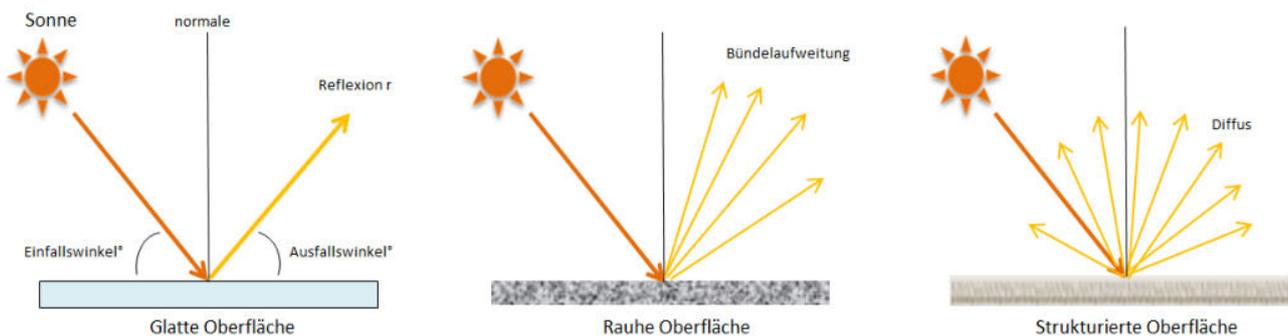


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers LONGi mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers (z.B. Trina Solar, Jinko, Astronergy) mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm <u>coated tempered glass</u>
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.2 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>3</sup> zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

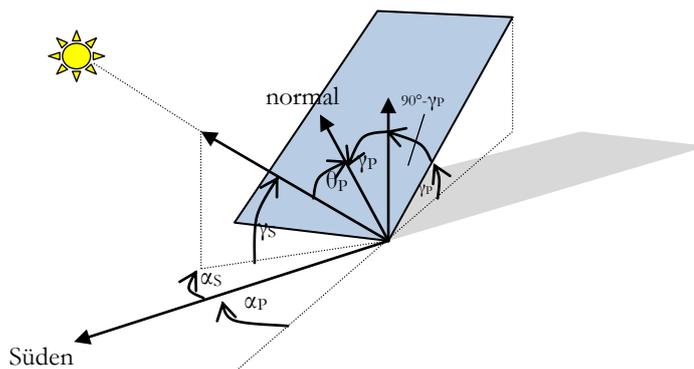


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Immissionsquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>4</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt. Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>5</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>3</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:  
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

<sup>4</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>5</sup> Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

### 3.3 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei einfachen Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

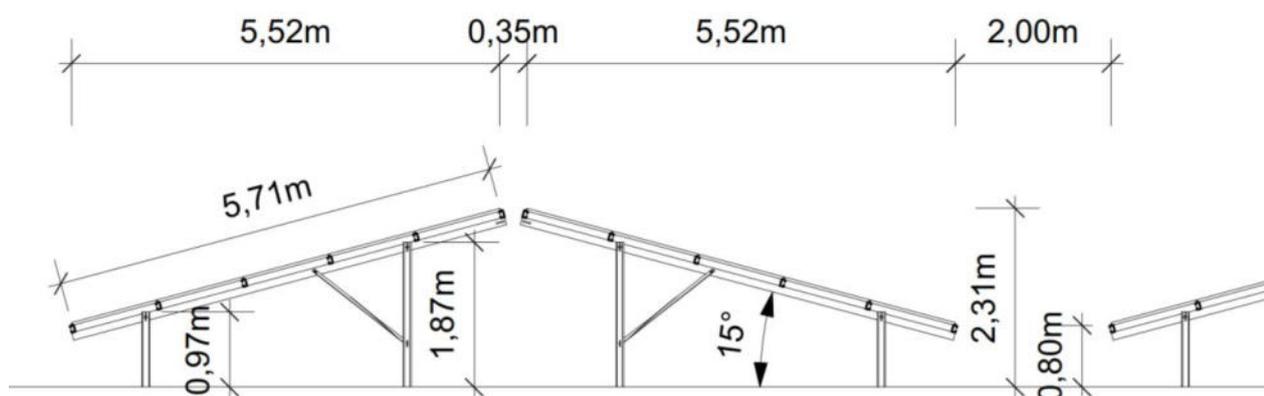


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen / SOLprime Power Systems GmbH)

Die für die Untersuchung der Reflexion wesentlichen Parameter der PV Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

#### Berechnungsparameter

PV Modul	LONGi (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Ost-West Installation 103°/283°
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,8 m - 2,31 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte <sup>6</sup> (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m (PKW, Transporter, LKW gemittelt <sup>7</sup> ), 2,5 m Triebwagen
Sichtwinkel Zug- und Fahrzeugführer	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung<sup>8</sup> darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

<sup>6</sup> Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich im Anhang

<sup>7</sup> Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

<sup>8</sup> Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

### 3.4 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden exemplarisch insgesamt 4 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 2 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke, 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden sowie 1 Messpunkt auf der B8. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte P1 – P4:



Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte P1 – P4 für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

### 3.5 Hinweise zum Simulationsverfahren

#### Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "... **ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf... Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belästigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belästigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

## Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>9</sup> allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

## Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärffpunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

## Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar<sup>10</sup> basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories<sup>11</sup>. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

<sup>9</sup> Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

<sup>10</sup> <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

<sup>11</sup> Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

## Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.2: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: SolPEG)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.



Bild 3.6.3: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise sollte die noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt werden. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

## Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>12</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>13</sup> von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

## Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm<sup>2</sup>) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

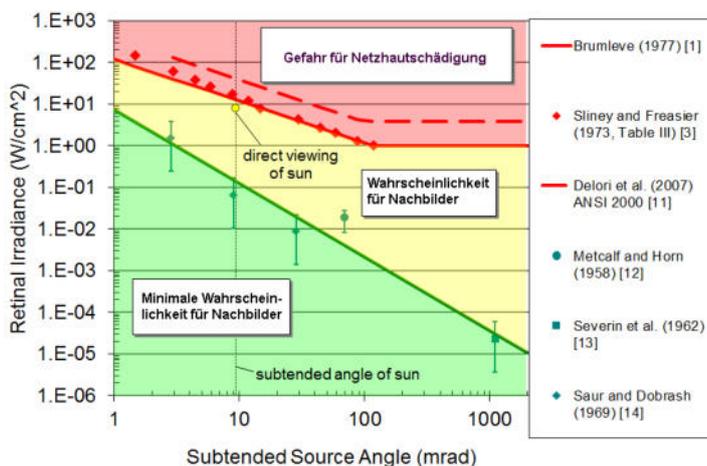


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>12</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>13</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html)

Bild: [https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc\\_eude\\_cen\\_cfc\\_mean\\_2022\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png)

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage AichaSolar wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind weiter unten aufgeführt und im Anhang.

Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung der Fahrbahn (Azimut) und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 3 m ist unrealistisch und liegt außerhalb des Median.

Das Ergebnis der Simulation ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung wird der Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht.

In folgendem Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

**Tabelle 2: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):**

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe <sup>14</sup> ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 Bahnstrecke südwestlich	54.283165	10.609715	26.74	28.74	-
P2 Bahnstrecke nordwestlich	54.286778	10.606990	25.54	27.54	nicht relevant <sup>WS</sup>
P3 B8 südlich	54.290560	10.601296	11.99	13.99	nicht relevant <sup>WS</sup>
P4 Gebäude östlich	54.289144	10.606412	21.72	23.72	nicht relevant <sup>DE</sup>

<sup>W</sup> = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, <sup>E</sup> = Entfernung, <sup>S</sup> = Sichtschutz oder Geländestruktur, <sup>D</sup> = Dauer

<sup>14</sup> GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke südwestlich der PV Anlage sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Die Überprüfung der unbereinigten Daten zeigt nur an insgesamt 1329 Minuten pro Jahr Reflexionen der Kategorie Grün. Derartige Reflexionen haben eine geringere Leuchtdichte und sind überwiegend nicht geeignet um eine Blendwirkung zu erzeugen. Darüber hinaus besteht im Bereich von Messpunkt P1 keine direkt Sichtverbindung zur Immissionsquelle. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Das folgende Foto zeigt den Blick am Messpunkt P1 aus dem Führerstand bei der Fahrt Richtung Norden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage liegt rechts im Bild nicht einsehbar hinter Büschen und Bäumen in ca. 170 m Entfernung. Potenzielle Reflexionen sind aus Sicht des Zugführers nicht sichtbar.



Bild 4.1.1: Foto am Messpunkt P1, Fahrt Richtung Norden (Quelle Youtube [Video wzQaLOFoYQg](https://www.youtube.com/watch?v=wzQaLOFoYQg), Minute 1:06:24)

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordwestlich

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke nordwestlich der PV Anlage können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. März - 18. September zwischen 08:20 - 10:19 Uhr für 5 bis max. 30 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Süden mit ca.  $-55^\circ$  bis  $-91^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung, deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Blickwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Norden sind die Einfallswinkel entsprechend größer und nochmals weniger relevant.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Darüber hinaus ist auch in diesem Bereich ein ausgeprägter Bewuchs entlang der Bahnstrecke und im Bereich der PV Anlage vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Süden. Potenzielle Reflexionen können theoretisch in der gelb/weiß markierten Fläche auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind Reflexionen zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt den Blick am Messpunkt P2 aus dem Führerstand bei der Fahrt Richtung Süden (Postbauer-Heng). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage liegt links im Bild, überwiegend nicht einsehbar hinter Büschen und Bäumen (auch im Herbst ohne Blätter). Potenzielle Reflexionen sind aus Sicht des Zugführers nicht sichtbar.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Youtube [Video mKxXldpuc3k](https://www.youtube.com/watch?v=mKxXldpuc3k), Minute 35:59)

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B8 südlich

Am Messpunkt P3 auf der B8 können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 18. April - 24. August zwischen 07:28 - 09:09 Uhr für 5 bis max. 50 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca.  $-39^\circ$  bis  $-73^\circ$  links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Bei der Fahrt Richtung Norden sind die Einfallswinkel entsprechend größer und nochmals weniger relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch Reflexionen durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P3 kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der B8.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

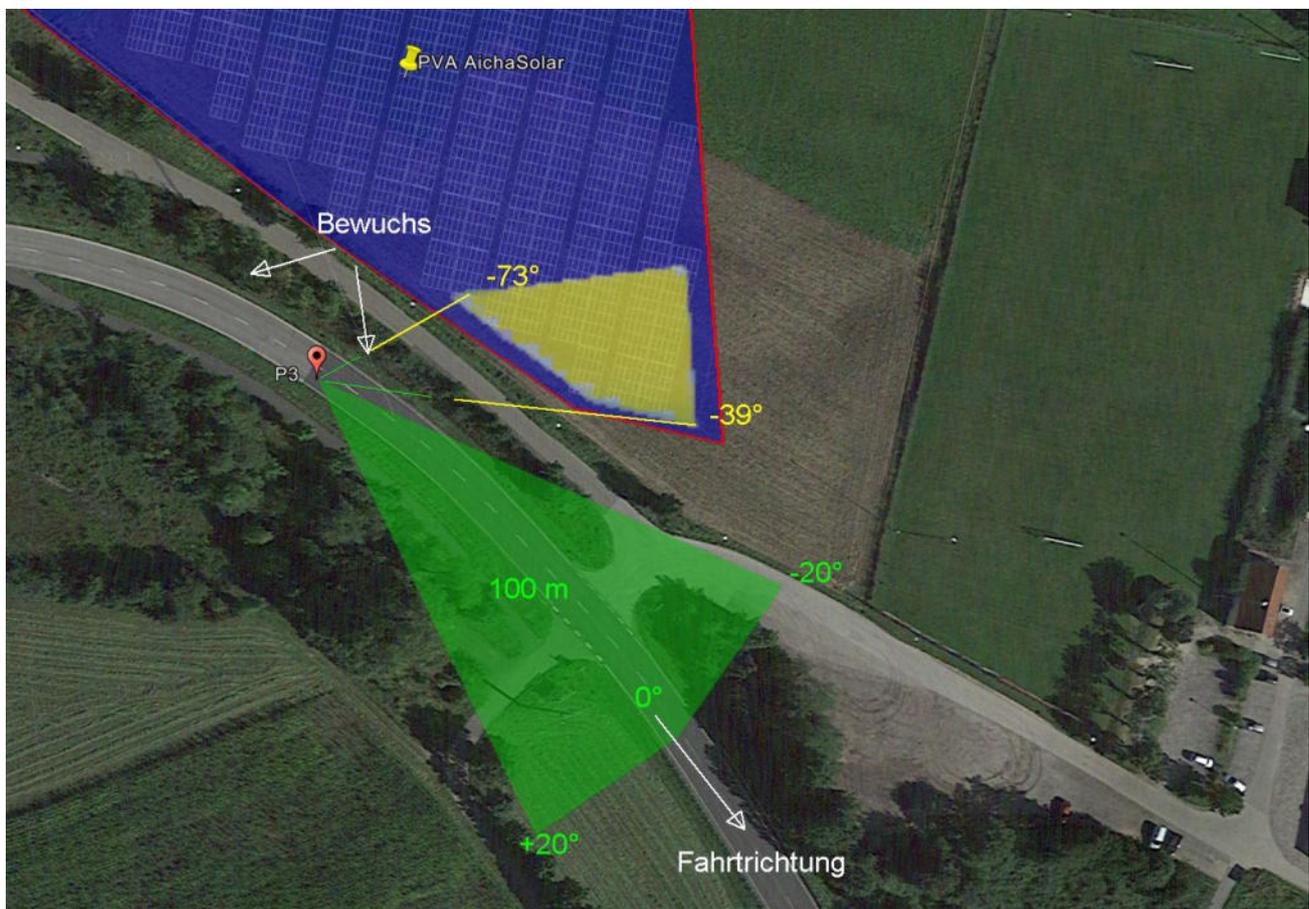


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den relevanten Sichtwinkel bei der Fahrt Richtung Südosten. Potenzielle Reflexionen können theoretisch in der gelb/weiß markierten Fläche auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Aufgrund des Einfallswinkels sind Reflexionen zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf der B8 bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die PV Anlage liegt nicht einsehbar links, außerhalb des Bildes hinter Büschen und Bäumen. Selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, wären potenzielle Reflexionen deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels.



Bild 4.3.2: Situation am Messpunkt P3 bei Fahrt Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto am Messpunkt P3 den Blick in Richtung Westen. Die Fläche der PV Anlage ist nicht einsehbar.



Bild 4.3.3: Situation am Messpunkt P3, Blick Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude östlich

Am Messpunkt P4 im Bereich des Gebäudes der östlich gelegenen „Sportanlage Am Grünberg“ können nur an insgesamt 198 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 05. Juni und dem 07. Juli zwischen 17:43 - 17:55 Uhr für max. 6 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

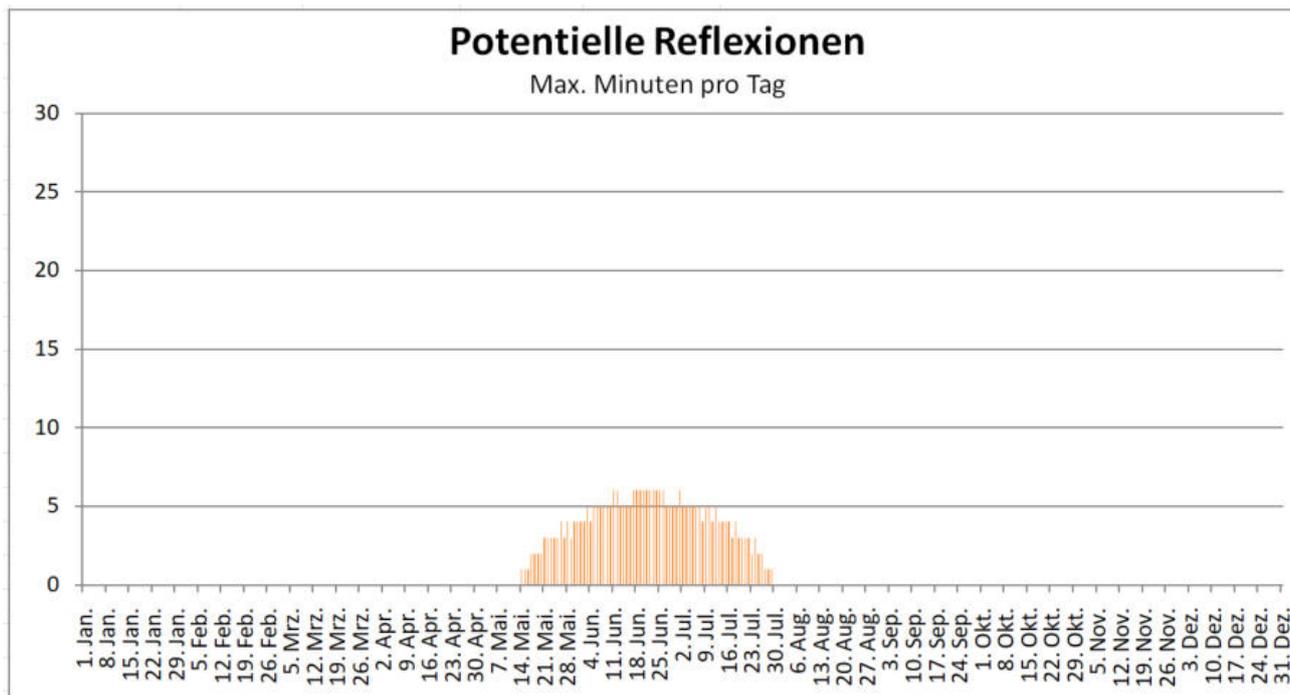


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Aufgrund der Entfernung von ca. 130 m – 250 m zur Immissionsquelle aber insbesondere aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potenzielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P4 zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. Gästen durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt Blick Richtung Osten auf das Gebäude am Messpunkt P4.



Bild 4.4.2: Blick von Südwesten in Richtung Osten auf den Messpunkt P4 (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)  
Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



Bild 4.4.3: Situation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im grün/hellgrün markierten Bereich können Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Derartige Reflexionen haben eine geringere Leuchtdichte und sind überwiegend nicht geeignet um eine Blendwirkung zu erzeugen, die PV Anlage würde eher als helle Fläche erscheinen.

Weitere Gebäude in der Umgebung wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „AichaSolar“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>15</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage AichaSolar mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potenziellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Regensburg–Nürnberg werden nicht durch potenzielle Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von evt. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Darüber hinaus ist in diesem Bereich ein ausgeprägter Bewuchs entlang der Bahnstrecke und im Bereich der PV Anlage vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Auch im Verlauf der B8 liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann auch für den Straßenverkehr eine Beeinträchtigung durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Darüber hinaus ist auch entlang der B8 ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Im Bereich der Gebäude der östlich gelegenen „Sportanlage Am Grünberg“ können nur an insgesamt 198 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. Gästen durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude in der Umgebung wurden nicht analysiert da aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist.

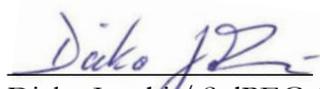
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

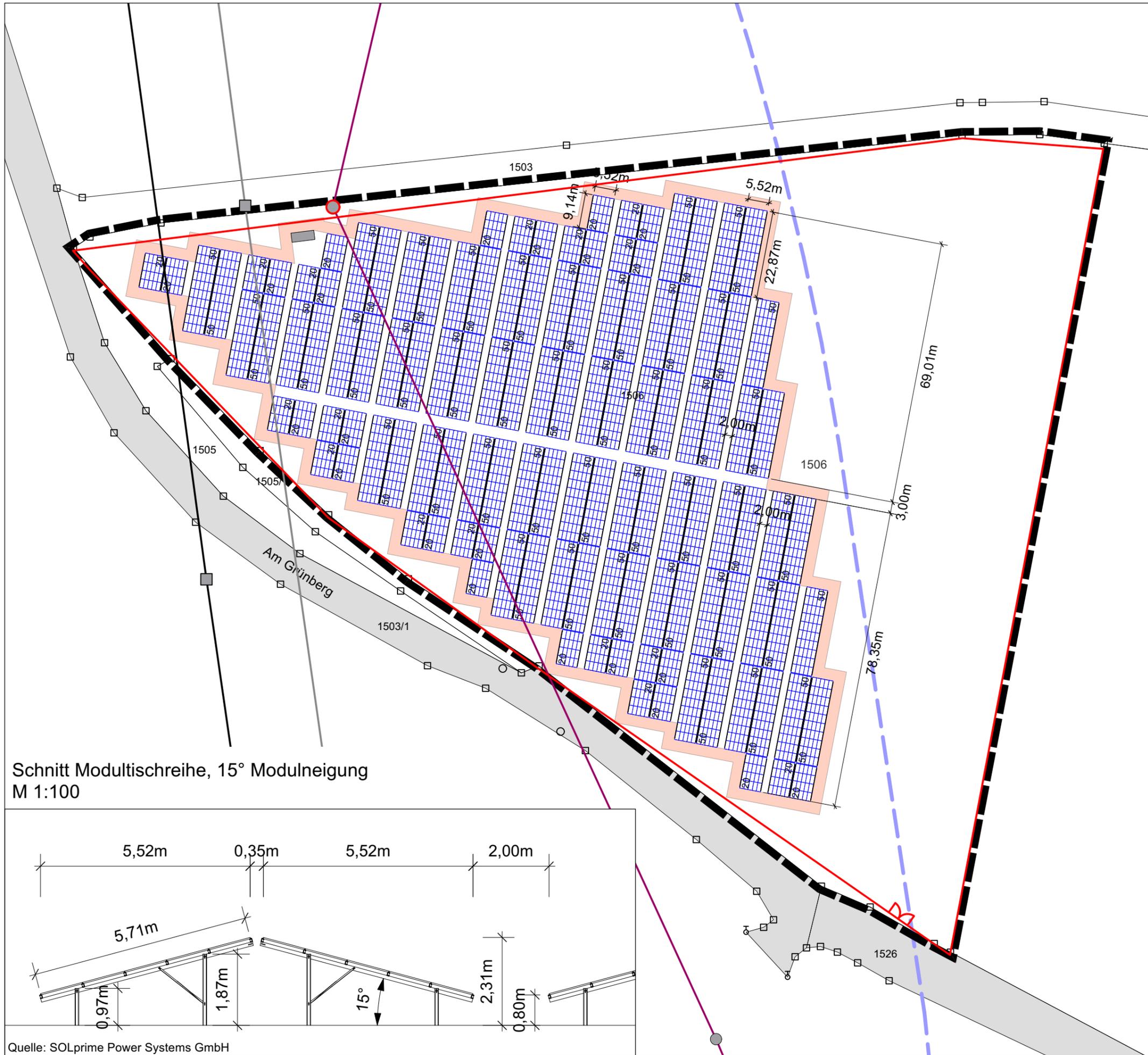
## 6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 24.10.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>15</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



# Legende

## Planung

-  **Modultischreihen**  
 Moduldaten:  
 Hersteller: Longi  
 Bezeichnung: LR5-72HIH-550M  
 Leistung: 550Wp  
 Maße: 2.278mm x 1.134mm x 35mm  
 Anlagengröße:  
 Leistung Gesamt: 2.673 kWp  
 Anzahl Module: 4.860 Stk
-  **Trafostation**  
 Huawei STS-6000K-H1  
 L x B x H: 6,058m x 2,438m x 2,896m
-  **Netzanschlusspunkt**
-  **Zaun**  
 max. Höhe: 2,15m  
 Unterkante mit 0,10m - 0,20m Bodenfreiheit über GOK
-  **Zufahrt Photovoltaik-Freiflächenanlage**
-  **Abstandsfläche (3m)**
-  **200m-Korridor entlang der Bahnlinie,  
der unter die Privilegierungsklausel  
gem. § 35 Abs.1 Satz 1 Nr.8 BauGB fällt**

## Sonstige Planzeichen

-  **Grenze des Baugrundstücks**  
Fl.Nr. 1506, Gmkg. Postbauer-Heng
-  **Vorhandene Grundstücksgrenzen  
(mit Flurnummer)**
-  **Öffentliche Straße**
-  **Freileitung (110kV) mit Strommast**  
Dienstbarkeit: DB Energie GmbH, Frankfurt am Main
-  **Freileitung (110kV) mit Strommast**  
Fremdleitung
-  **Freileitung (20 kV) mit Strommast**

Geobasisdaten: © Bayerische Vermessungsverwaltung 2023  
 Techn. Modulplanung: SOLprime Power Systems GmbH



# BAUANTRAG

**PV - Freiflächenanlage "AichaSolar"**  
 Markt Postbauer - Heng, Lkr. Neumarkt

Grundrissplan mit Abstandsflächen	Anlage: 1 Plan-Nr.: 2
maßstab: 1:1000 datum: 26.07.2023	bearbeitet: sj geprüft: cz

Bauherr: Edgar Kühn Kapellenweg 5 92353 Postbauer-Heng 09188 903720 <a href="mailto:edgar.kuehn@magenta.de">edgar.kuehn@magenta.de</a>	Entwurfsverfasser: <b>TEAM 4</b> Bauernschnitt • Wehner Landschaftsarchitekten Stadtplaner + PartGmbH 90491 nürnberg oedenberger str. 65 info@team4-planung.de tel 0911/39357 - 0 fax 0911/39357-99 www.team4-planung.de
---	--



# Hi-MO 5m

## LR5-72HIH 535~555M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Smart Soldering
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

**12** 12-year Warranty for Materials and Processing

**25** 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2015: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

ISO 45001: 2018: Occupational Health and Safety

# LONGI



**21.7%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

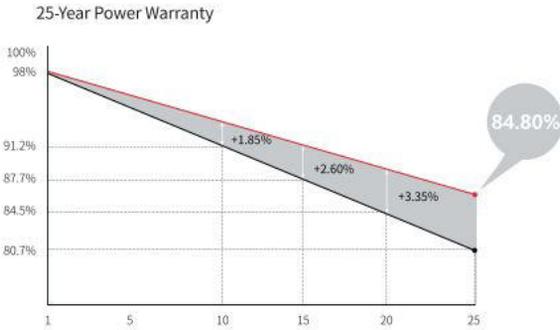
**0~3%**  
POWER  
TOLERANCE

**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.55%**  
YEAR 2-25  
POWER DEGRADATION

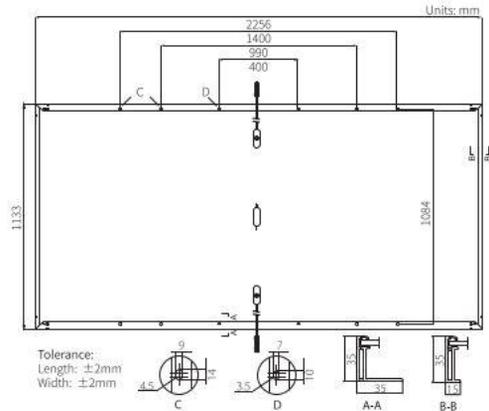
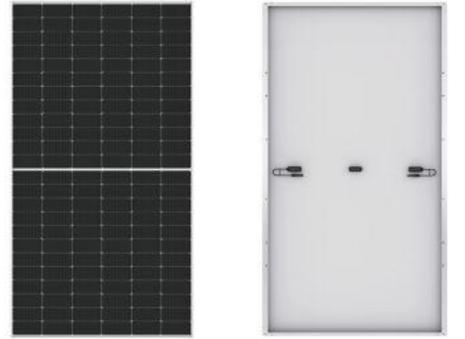
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s

Test uncertainty for P<sub>max</sub>: ±3%

Module Type	LR5-72HIH-535M		LR5-72HIH-540M		LR5-72HIH-545M		LR5-72HIH-550M		LR5-72HIH-555M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	13.78	11.14	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	41.50	38.55	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	12.90	10.38	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V <sub>oc</sub> and I <sub>sc</sub> Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.340%/°C

# AichaSolar

## AichaSolar\_283

**Created** Oct 24, 2023  
**Updated** Oct 24, 2023  
**Time-step** 1 minute  
**Timezone offset** UTC+2  
**Minimum sun altitude** 2.0 deg  
**Site ID** 103822.18083

**Project type** Basic  
**Project status:** active  
**Category** 500 kW to 1 MW  
**(1,000 kW / 32,400 m<sup>2</sup> limit)**



### Misc. Analysis Settings

**DNI: varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)**  
 Ocular transmission coefficient: **0.5**  
 Pupil diameter: **0.002 m**  
 Eye focal length: **0.017 m**  
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

PV Analysis Methodology: **Version 2**  
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

### Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	15.0	283.0	5,446	9,528	-

# Component Data

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 17,999 m<sup>2</sup>

**Name:** PV Feld  
**Footprint area:** 17,999 m<sup>2</sup>  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0 deg  
**Orientation:** 283.0 deg  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass with AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.312049	11.358900	456.39	1.60	457.99
2	49.312154	11.360855	458.92	1.60	460.52
3	49.312102	11.361185	459.27	1.60	460.87
4	49.310605	11.361324	461.45	1.60	463.05
5	49.310650	11.361051	460.70	1.60	462.30
6	49.311395	11.359533	457.20	1.60	458.80
7	49.311934	11.358889	456.96	1.60	458.56

## Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.310643	11.358749	459.78	2.50	462.28
OP 2	49.311752	11.358524	458.25	2.50	460.75
OP 3	49.310769	11.360305	456.56	2.00	458.56
OP 4	49.311165	11.363175	466.05	2.00	468.05

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	283.0	5,446	9,528	-	

## Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	145	588	737	849	808	763	227	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	95	974	2079	2344	2259	1459	318	0	0	0

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

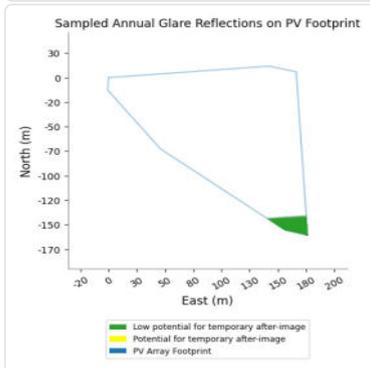
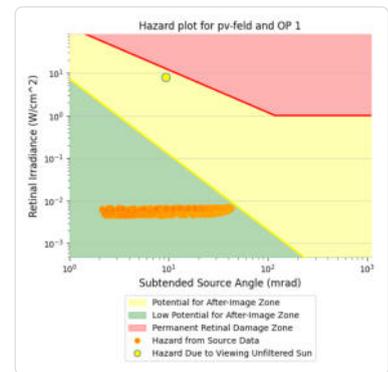
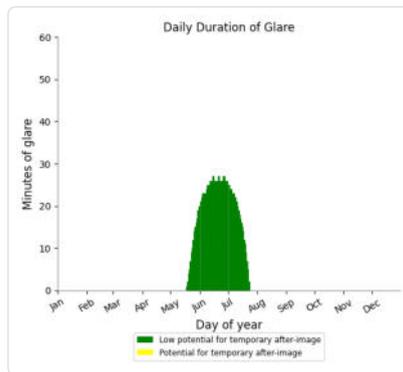
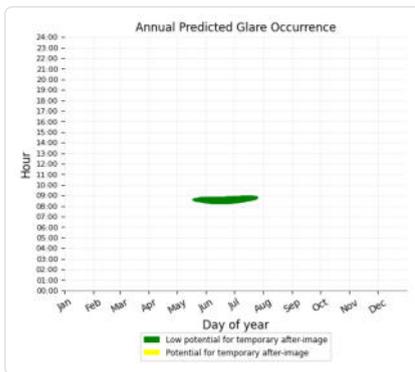
## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1329	0
OP: OP 2	2497	4418
OP: OP 3	1620	5110
OP: OP 4	0	0

## PV Feld: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

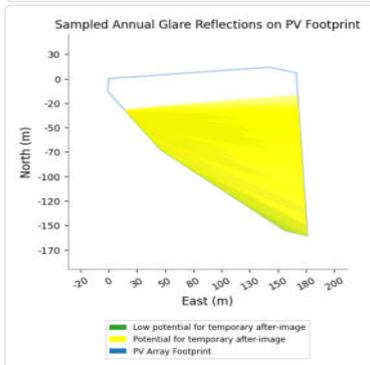
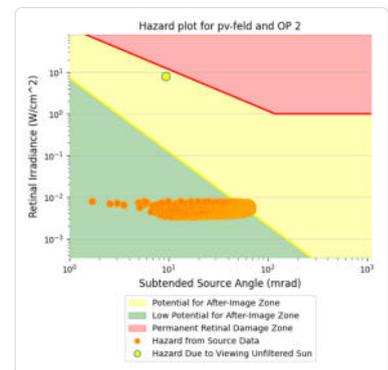
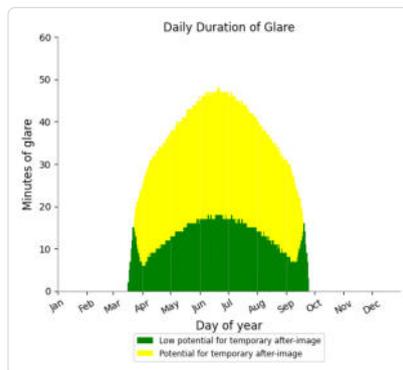
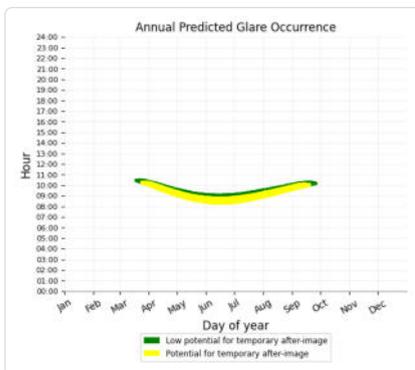
- 1,329 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

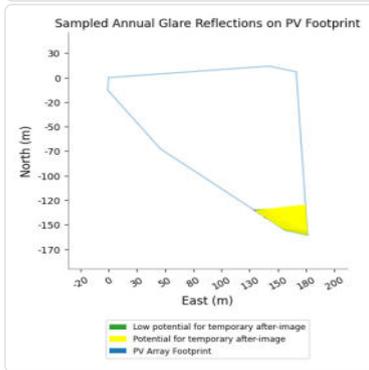
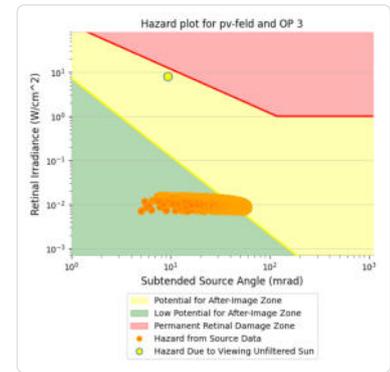
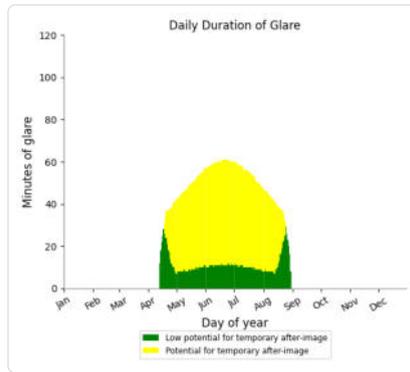
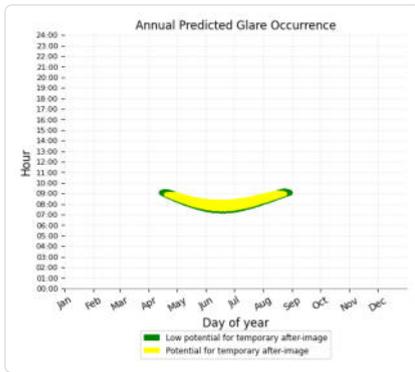
- 2,497 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,418 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 1,620 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,110 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## PV Feld: OP 4

No glare found

## Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

# Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld	15.0	103.0	3,558	313	-	

## Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld (green)	0	0	165	614	633	527	588	655	376	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	0	0	48	159	106	0	0	0	0	0

# PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

## PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	3558	313

### PV Feld: OP 1

No glare found

### PV Feld: OP 2

No glare found

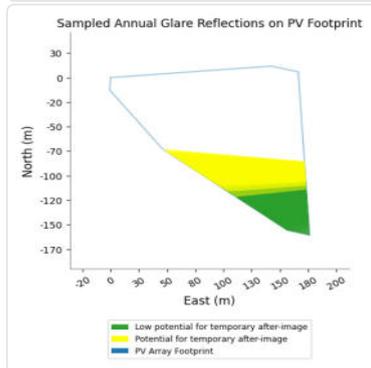
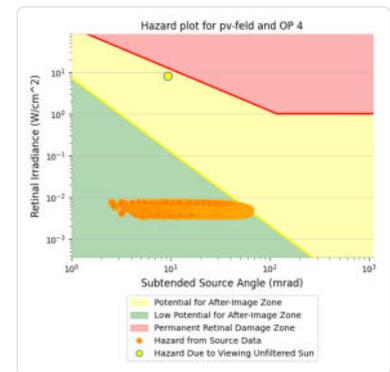
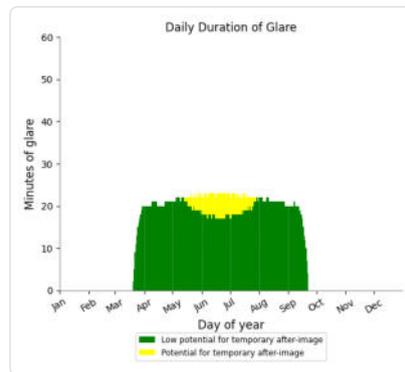
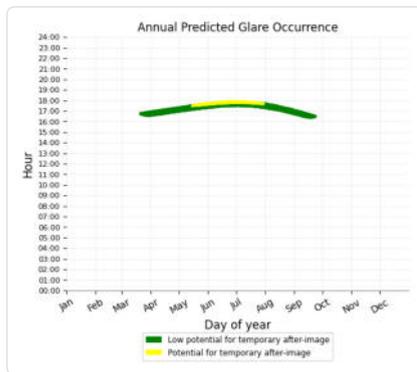
### PV Feld: OP 3

No glare found

## PV Feld: OP 4

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

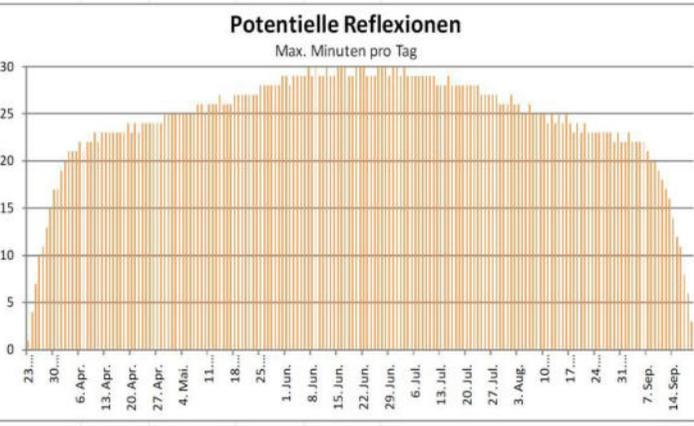
- 3,558 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 313 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Z	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Minuten im Zeitraum	Minuten pro Tag	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2023-03-17 10:29:00	0,003668	878,0886	1	0,158717	0,007905	0,005612	26,4	129,5	0,691	-0,57	0,444	-0,803	0,596	-0,016	23	Mrz.	1	4410	30	25. März	18. September	10:17	10:17		
2023-03-17 10:30:00	0,003489	879,4522	1	0,156229	0,007793	0,001705	26,5	129,8	0,688	-0,573	0,446	-0,801	0,599	-0,013	24	Mrz.	4	4410	30			10:15	10:18		
2023-03-18 10:27:00	0,004179	877,1254	1	0,158391	0,00788	0,019527	26,5	128,8	0,698	-0,561	0,445	-0,809	0,587	-0,017	25	Mrz.	7	4410	30			10:13	10:19		
2023-03-18 10:28:00	0,00401	878,4863	1	0,155898	0,007768	0,016794	26,6	129,0	0,694	-0,564	0,447	-0,807	0,59	-0,014	26	Mrz.	10	4410	30			10:10	10:19		
2023-03-18 10:29:00	0,003831	879,84	1	0,153448	0,007657	0,013551	26,7	129,3	0,691	-0,566	0,449	-0,806	0,592	-0,011	27	Mrz.	11	4410	30			10:09	10:19		
2023-03-18 10:30:00	0,00364	881,1867	1	0,151039	0,007549	0,009687	26,8	129,5	0,688	-0,568	0,451	-0,804	0,595	-0,008	28	Mrz.	13	4410	30			10:07	10:19		
2023-03-18 10:31:00	0,003433	882,5262	1	0,148671	0,007442	0,004982	27	129,8	0,685	-0,57	0,453	-0,802	0,597	-0,005	29	Mrz.	15	4410	30			10:04	10:18		
2023-03-19 10:26:00	0,004456	877,5335	1	0,155592	0,007744	0,027555	26,7	128,4	0,701	-0,554	0,449	-0,814	0,581	-0,015	30	Mrz.	17	4410	30			10:02	10:18		
2023-03-19 10:27:00	0,004291	878,8845	1	0,153137	0,007634	0,02529	26,8	128,6	0,698	-0,557	0,451	-0,812	0,583	-0,012	31	Mrz.	17	4410	30			10:01	10:17		
2023-03-19 10:28:00	0,004121	880,2286	1	0,150724	0,007525	0,022734	26,9	128,6	0,695	-0,559	0,453	-0,81	0,586	-0,009	1	Apr.	19	4410	30			09:58	10:16		
2023-03-19 10:29:00	0,003941	881,5656	1	0,148351	0,007418	0,0197	27,1	129,1	0,691	-0,561	0,455	-0,809	0,588	-0,006	2	Apr.	20	4410	30			09:56	10:15		
2023-03-19 10:30:00	0,003746	882,8956	1	0,146019	0,007312	0,016009	27,2	129,3	0,688	-0,564	0,457	-0,807	0,591	-0,003	3	Apr.	21	4410	30			09:54	10:14		
2023-03-19 10:31:00	0,003542	884,2185	1	0,143726	0,007208	0,011696	27,3	129,6	0,685	-0,566	0,459	-0,805	0,594	0	4	Apr.	21	4410	30			09:53	10:13		
2023-03-19 10:32:00	0,003309	885,5344	1	0,141472	0,007106	0,006002	27,4	129,8	0,682	-0,568	0,461	-0,803	0,596	0,003	5	Apr.	21	4410	30			09:50	10:10		
2023-03-20 10:23:00	0,004827	875,2379	1	0,155312	0,00771	0,035561	26,8	127,9	0,707	-0,545	0,45	-0,82	0,571	-0,016	6	Apr.	22	4410	30			09:48	10:09		
2023-03-20 10:24:00	0,004679	876,5931	1	0,152852	0,0076	0,034001	26,9	127,9	0,704	-0,548	0,452	-0,819	0,574	-0,013	7	Apr.	21	4410	30			09:47	10:07		
2023-03-20 10:25:00	0,004525	877,9414	1	0,150434	0,007491	0,032217	27	128,1	0,701	-0,55	0,454	-0,817	0,577	-0,01	8	Apr.	22	4410	30			09:44	10:05		
2023-03-20 10:26:00	0,004363	879,2828	1	0,148057	0,007384	0,030122	27,1	128,4	0,698	-0,552	0,456	-0,815	0,579	-0,007	9	Apr.	22	4410	30			09:42	10:03		
2023-03-20 10:27:00	0,00419	880,6173	1	0,145721	0,007278	0,027619	27,3	128,6	0,695	-0,555	0,458	-0,813	0,582	-0,004	10	Apr.	23	4410	30			09:40	10:02		
2023-03-20 10:28:00	0,003973	881,9448	1	0,143424	0,007174	0,023831	27,4	128,8	0,691	-0,557	0,46	-0,811	0,585	-0,001	11	Apr.	22	4410	30			09:38	09:59		
2023-03-20 10:29:00	0,003808	883,2653	1	0,141165	0,007072	0,02105	27,5	129,1	0,688	-0,559	0,462	-0,809	0,587	0,002	12	Apr.	23	4410	30			09:36	09:58		
2023-03-20 10:30:00	0,003592	884,5789	1	0,138945	0,006971	0,016605	27,7	129,3	0,685	-0,561	0,464	-0,808	0,59	0,005	13	Apr.	23	4410	30			09:34	09:56		
2023-03-20 10:31:00	0,003371	885,8855	1	0,136763	0,006872	0,011508	27,8	129,6	0,682	-0,564	0,466	-0,806	0,592	0,008	14	Apr.	23	4410	30			09:33	09:55		
2023-03-20 10:32:00	0,003144	887,1851	1	0,134618	0,006774	0,00563	27,9	129,8	0,679	-0,566	0,468	-0,804	0,595	0,011	15	Apr.	23	4410	30			09:30	09:52		
2023-03-21 10:21:00	0,005141	874,3122	1	0,155058	0,007689	0,041545	26,8	126,9	0,713	-0,536	0,452	-0,827	0,562	-0,017	16	Apr.	23	4410	30			09:28	09:50		
2023-03-21 10:22:00	0,005005	875,6646	1	0,152594	0,007579	0,040444	27	127,2	0,71	-0,538	0,454	-0,825	0,565	-0,014	17	Apr.	23	4410	30			09:27	09:49		
2023-03-21 10:23:00	0,004867	877,0101	1	0,150171	0,00747	0,039211	27,1	127,4	0,707	-0,541	0,456	-0,823	0,568	-0,011	18	Apr.	23	4410	30			09:25	09:47		
2023-03-21 10:24:00	0,004722	878,3488	1	0,14779	0,007363	0,037781	27,2	127,6	0,704	-0,543	0,458	-0,821	0,57	-0,008	19	Apr.	24	4410	30			09:22	09:45		
2023-03-21 10:25:00	0,00457	879,6806	1	0,145449	0,007257	0,036092	27,4	127,9	0,701	-0,545	0,46	-0,82	0,573	-0,005	20	Apr.	24	4410	30			09:21	09:43		
2023-03-21 10:26:00	0,004392	881,0055	1	0,143147	0,007153	0,033749	27,5	128,1	0,698	-0,548	0,462	-0,818	0,575	-0,002	21	Apr.	24	4410	30			09:19	09:42		
2023-03-21 10:27:00	0,004229	882,3236	1	0,140885	0,00705	0,031543	27,6	128,4	0,695	-0,55	0,464	-0,816	0,578	0,001	22	Apr.	23	4410	30			09:18	09:40		
2023-03-21 10:28:00	0,004039	883,6348	1	0,138661	0,006949	0,028533	27,7	128,6	0,691	-0,552	0,466	-0,814	0,581	0,004	23	Apr.	24	4410	30			09:15	09:38		
2023-03-21 10:29:00	0,003839	884,9391	1	0,136474	0,00685	0,024998	27,9	128,9	0,688	-0,555	0,468	-0,812	0,583	0,007	24	Apr.	24	4410	30			09:13	09:36		
2023-03-21 10:30:00	0,003634	886,2365	1	0,134325	0,006752	0,021004	28	129,1	0,685	-0,557	0,469	-0,81	0,586	0,01	25	Apr.	24	4410	30			09:12	09:35		
2023-03-21 10:31:00	0,003423	887,527	1	0,132212	0,006655	0,01641	28,1	129,3	0,682	-0,559	0,471	-0,808	0,588	0,013	26	Apr.	24	4410	30			09:10	09:33		
2023-03-21 10:32:00	0,003178	888,8106	1	0,130135	0,00656	0,010193	28,3	129,6	0,679	-0,561	0,473	-0,807	0,591	0,016	27	Apr.	24	4410	30			09:09	09:32		
2023-03-22 10:19:00	0,005411	873,3978	1	0,154831	0,00767	0,046289	26,9	126,2	0,719	-0,527	0,453	-0,833	0,553	-0,017	28	Apr.	24	4410	30			09:06	09:29		
2023-03-22 10:20:00	0,005284	874,7472	1	0,152362	0,007559	0,045486	27,1	126,5	0,716	-0,529	0,455	-0,831	0,556	-0,015	29	Apr.	25	4410	30			09:04	09:28		
2023-03-22 10:21:00	0,005154	876,0899	1	0,149935	0,00745	0,044569	27,2	126,7	0,713	-0,531	0,457	-0,83	0,558	-0,012	30	Apr.	25	4410	30			09:03	09:27		
2023-03-22 10:22:00	0,005019	877,4258	1	0,147548	0,007343	0,043516	27,3	126,9	0,71	-0,534	0,459	-0,828	0,561	-0,009	1	Mai.	25	4410	30			09:01	09:25		
2023-03-22 10:23:00	0,00488	878,7549	1	0,145203	0,007237	0,042305	27,5	127,2	0,707	-0,536	0,461	-0,826	0,564	-0,006	2	Mai.	25	4410	30			09:00	09:24		
2023-03-22 10:24:00	0,004733	880,0773	1	0,142897	0,007133	0,040869	27,6	127,4	0,704	-0,539	0,463	-0,824	0,566	-0,003	3	Mai.	25	4410	30			08:58	09:22		
2023-03-22 10:25:00	0,004579	881,3929	1	0,14063	0,00703	0,039192	27,7	127,7	0,701	-0,541	0,465	-0,822	0,569	0	4	Mai.	25	4410	30			08:57	09:21		
2023-03-22 10:26:00	0,004413	882,7017	1	0,138402	0,006929	0,037127	27,8	127,9	0,698	-0,543	0,467	-0,821	0,572	0,003	5	Mai.	25	4410	30			08:56	09:20		
2023-03-22 10:27:00	0,004235	884,0036	1	0,136211	0,00683	0,034661	28	128,1	0,695	-0,545	0,469	-0,819	0,574	0,006	6	Mai.	25	4410	30			08:53	09:17		
2023-03-22 10:28:00	0,004049	885,2988	1	0,134058	0,006731	0,031799	28,1	128,4	0,692	-0,548	0,471	-0,817	0,577	0,009	7	Mai.	25	4410	30			08:52	09:16		
2023-03-22 10:29:00	0,003859	886,5871	1	0,131941	0,006635	0,028598	28,2	128,6	0,688	-0,55	0,473	-0,815	0,579	0,012	8	Mai.	26	4410	30			08:50	09:15		
2023-03-22 10:30:00	0,003658	887,8686	1	0,12986	0,00654	0,0248	28,3	128,9	0,685	-0,552	0,475	-0,813	0,582	0,015	9	Mai.	26	4410	30			08:49	09:14		
2023-03-22 10:31:00	0,003423	889,1432	1	0,127814	0,006446	0,019641	28,5	129,1	0,682	-0,555	0,477	-0,811	0,584	0,018	10	Mai.	25	4410	30			08:48	09:12		



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Minuten	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
2023-04-13 09:00:00	0,005445	803,0806	1	0,252129	0,011484	0,007915	23,4	104,5	0,889	-0,23	0,397	-0,962	0,247	-0,115	18. Apr.	5	08:54	08:58	18. April	24. August	50	5110	07:28	09:09			
2023-04-13 09:01:00	0,005572	804,5678	1	0,247948	0,011315	0,011921	23,5	104,7	0,887	-0,233	0,399	-0,962	0,251	-0,112	19. Apr.	10	08:50	08:59									
2023-04-13 09:02:00	0,005635	806,0499	1	0,243836	0,011148	0,014624	23,7	104,9	0,885	-0,236	0,402	-0,961	0,254	-0,11	20. Apr.	13	08:48	09:00									
2023-04-13 09:03:00	0,005654	807,527	1	0,23979	0,010983	0,016501	23,9	105,2	0,883	-0,239	0,404	-0,96	0,257	-0,107	21. Apr.	16	08:46	09:01									
2023-04-13 09:04:00	0,005636	808,9991	1	0,235812	0,01082	0,017695	24	105,4	0,881	-0,242	0,407	-0,96	0,26	-0,104	22. Apr.	19	08:44	09:02									
2023-04-13 09:05:00	0,005587	810,4661	1	0,231898	0,01066	0,018317	24,2	105,6	0,879	-0,245	0,409	-0,959	0,264	-0,101	23. Apr.	21	08:41	09:01									
2023-04-13 09:06:00	0,005506	811,928	1	0,228049	0,010502	0,018358	24,3	105,6	0,877	-0,248	0,412	-0,959	0,267	-0,098	24. Apr.	24	08:39	09:02									
2023-04-13 09:07:00	0,0054	813,3849	1	0,224264	0,010346	0,017893	24,5	106	0,875	-0,251	0,414	-0,958	0,27	-0,096	25. Apr.	26	08:37	09:02									
2023-04-13 09:08:00	0,00527	814,8366	1	0,22054	0,010192	0,016952	24,6	106,2	0,873	-0,254	0,417	-0,957	0,273	-0,093	26. Apr.	28	08:35	09:02									
2023-04-13 09:09:00	0,005119	816,2833	1	0,216879	0,010041	0,015506	24,8	106,4	0,871	-0,257	0,419	-0,957	0,276	-0,09	27. Apr.	30	08:33	09:02									
2023-04-13 09:10:00	0,004935	817,7249	1	0,213277	0,009892	0,013265	25	106,6	0,869	-0,259	0,422	-0,956	0,28	-0,087	28. Apr.	31	08:30	09:00									
2023-04-13 09:11:00	0,004692	819,1614	1	0,209735	0,009745	0,009549	25,1	106,8	0,867	-0,262	0,424	-0,955	0,283	-0,084	29. Apr.	33	08:28	09:00									
2023-04-14 08:57:00	0,005531	800,9247	1	0,257243	0,011686	0,007731	23,2	103,7	0,893	-0,217	0,394	-0,965	0,234	-0,118	30. Apr.	35	08:26	09:00									
2023-04-14 08:58:00	0,005804	802,4117	1	0,252981	0,011514	0,014338	23,4	103,9	0,891	-0,22	0,396	-0,965	0,237	-0,116	1. Mai	35	08:24	08:58									
2023-04-14 08:59:00	0,00596	803,8937	1	0,248789	0,011344	0,01857	23,5	104,1	0,89	-0,223	0,399	-0,964	0,24	-0,113	2. Mai	35	08:23	08:57									
2023-04-14 09:00:00	0,006053	805,3707	1	0,244665	0,011176	0,021619	23,7	104,3	0,888	-0,226	0,401	-0,964	0,243	-0,11	3. Mai	35	08:21	08:55									
2023-04-14 09:01:00	0,006106	806,8428	1	0,240609	0,011011	0,023954	23,8	104,5	0,886	-0,229	0,404	-0,963	0,247	-0,107	4. Mai	36	08:19	08:54									
2023-04-14 09:02:00	0,006115	808,3099	1	0,236619	0,010848	0,02556	24	104,7	0,884	-0,232	0,406	-0,963	0,25	-0,105	5. Mai	36	08:17	08:52									
2023-04-14 09:03:00	0,006062	809,7719	1	0,232694	0,010687	0,026176	24,1	104,9	0,882	-0,235	0,409	-0,962	0,253	-0,102	6. Mai	37	08:14	08:50									
2023-04-14 09:04:00	0,005981	811,229	1	0,228834	0,010529	0,026323	24,3	105,1	0,88	-0,237	0,411	-0,962	0,256	-0,099	7. Mai	37	08:12	08:48									
2023-04-14 09:05:00	0,005884	812,681	1	0,225037	0,010373	0,026182	24,5	105,3	0,878	-0,24	0,414	-0,961	0,26	-0,096	8. Mai	38	08:10	08:47									
2023-04-14 09:06:00	0,005774	814,128	1	0,221303	0,010219	0,025793	24,6	105,5	0,876	-0,243	0,416	-0,96	0,263	-0,093	9. Mai	37	08:09	08:45									
2023-04-14 09:07:00	0,005653	815,57	1	0,21763	0,010067	0,025187	24,8	105,7	0,874	-0,246	0,419	-0,96	0,266	-0,091	10. Mai	38	08:07	08:44									
2023-04-14 09:08:00	0,00552	817,0069	1	0,214017	0,009917	0,02422	24,9	105,9	0,872	-0,249	0,421	-0,959	0,269	-0,088	11. Mai	39	08:05	08:43									
2023-04-14 09:09:00	0,005374	818,4388	1	0,210464	0,00977	0,023166	25,1	106,2	0,87	-0,252	0,424	-0,958	0,272	-0,085	12. Mai	39	08:03	08:41									
2023-04-14 09:10:00	0,005216	819,8656	1	0,20697	0,009624	0,021682	25,2	106,4	0,868	-0,255	0,426	-0,958	0,276	-0,082	13. Mai	40	08:01	08:40									
2023-04-14 09:11:00	0,005043	821,2873	1	0,203533	0,009481	0,019804	25,4	106,6	0,866	-0,258	0,429	-0,957	0,279	-0,079	14. Mai	40	08:00	08:39									
2023-04-14 09:12:00	0,004849	822,704	1	0,200153	0,00934	0,017369	25,6	106,8	0,864	-0,261	0,431	-0,956	0,282	-0,077	15. Mai	41	07:58	08:38									
2023-04-14 09:13:00	0,004622	824,1155	1	0,196829	0,0092	0,01399	25,7	107	0,862	-0,263	0,434	-0,956	0,285	-0,074	16. Mai	41	07:56	08:36									
2023-04-14 09:14:00	0,004304	825,522	1	0,193556	0,009063	0,008079	25,9	107,2	0,86	-0,266	0,436	-0,955	0,288	-0,071	17. Mai	41	07:55	08:35									
2023-04-15 08:54:00	0,005657	798,771	1	0,258159	0,011696	0,010026	23,2	103	0,896	-0,207	0,393	-0,968	0,223	-0,119	18. Mai	42	07:53	08:34									
2023-04-15 08:55:00	0,006026	800,2578	1	0,253885	0,011524	0,018087	23,3	103,2	0,894	-0,209	0,396	-0,967	0,226	-0,116	19. Mai	42	07:52	08:33									
2023-04-15 08:56:00	0,006237	801,7396	1	0,249681	0,011354	0,023034	23,5	103,4	0,892	-0,212	0,398	-0,967	0,23	-0,114	20. Mai	42	07:50	08:31									
2023-04-15 08:57:00	0,006374	803,2166	1	0,245546	0,011186	0,026609	23,6	103,6	0,89	-0,215	0,401	-0,966	0,233	-0,111	21. Mai	42	07:49	08:30									
2023-04-15 08:58:00	0,00646	804,6886	1	0,241478	0,011021	0,029349	23,8	103,8	0,889	-0,218	0,403	-0,966	0,236	-0,108	22. Mai	43	07:47	08:29									
2023-04-15 08:59:00	0,006453	806,1556	1	0,237476	0,010858	0,030665	24	104,5	0,887	-0,221	0,406	-0,965	0,239	-0,105	23. Mai	43	07:46	08:28									
2023-04-15 09:00:00	0,006398	807,6178	1	0,23354	0,010698	0,031269	24,1	104,2	0,885	-0,224	0,409	-0,965	0,243	-0,103	24. Mai	44	07:45	08:28									
2023-04-15 09:01:00	0,006317	809,075	1	0,229669	0,010539	0,031463	24,3	104,4	0,883	-0,227	0,411	-0,964	0,246	-0,1	25. Mai	44	07:44	08:27									
2023-04-15 09:02:00	0,006222	810,5272	1	0,22586	0,010383	0,031441	24,4	104,6	0,881	-0,23	0,414	-0,964	0,249	-0,097	26. Mai	44	07:43	08:26									
2023-04-15 09:03:00	0,006116	811,9745	1	0,222114	0,010229	0,031242	24,6	104,8	0,879	-0,233	0,416	-0,963	0,252	-0,094	27. Mai	45	07:41	08:25									
2023-04-15 09:04:00	0,006003	813,4168	1	0,21843	0,010077	0,030888	24,7	105,1	0,877	-0,236	0,419	-0,962	0,256	-0,091	28. Mai	45	07:40	08:24									
2023-04-15 09:05:00	0,005882	814,8541	1	0,214806	0,009928	0,030369	24,9	105,3	0,875	-0,239	0,421	-0,962	0,259	-0,089	29. Mai	45	07:39	08:23									
2023-04-15 09:06:00	0,005753	816,2864	1	0,211241	0,00978	0,029684	25,1	105,5	0,873	-0,242	0,424	-0,961	0,262	-0,086	30. Mai	46	07:38	08:23									
2023-04-15 09:07:00	0,005617	817,7137	1	0,207735	0,009635	0,028828	25,2	105,7	0,871	-0,245	0,426	-0,961	0,265	-0,083	31. Mai	46	07:37	08:22									
2023-04-15 09:08:00	0,005475	819,136	1	0,204287	0,009491	0,027805	25,4	105,9	0,869	-0,247	0,428	-0,96	0,268	-0,08	1. Jun.	47	07:35	08:21									
2023-04-15 09:09:00	0,005326	820,5533	1	0,200896	0,00935	0,026588	25,5	106,1	0,867	-0,25	0,431	-0,959	0,272	-0,077	2. Jun.	47	07:35	08:21									
2023-04-15 09:10:00	0,00517	821,9656	1	0,19756	0,00921	0,025145	25,7	106,3	0,865	-0,253	0,433	-0,959	0,275	-0,075	3. Jun.	47	07:34	08:20									
2023-04-15 09:11:00	0,005003	823,3728	1	0,19428	0,009073	0,023396	25,8	106,5	0,863	-0,256	0,436	-0,958	0,278	-0,072	4. Jun.	48	07:33	08:20									
2023-04-15 09:12:00	0,00482	824,775	1	0,191054	0,008937	0,0212	26	106,7																			

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	s	L	Anzahl		Minuten		Minuten im		Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4		
																		Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum	Erste Zeit								Letzte Zeit	
2023-03-20 16:46:00	0,003419	841,3751	1	0,158806	0,007578	0,002566	23,7	237,7	-0,774	-0,489	0,402	0,886	0,463	0,026	14. Mai.	1	17:32	17:32														
2023-03-20 16:47:00	0,003499	839,8537	1	0,161749	0,007705	0,003284	23,6	238	-0,777	-0,486	0,4	0,887	0,461	0,022	15. Mai.	1	17:32	17:32														
2023-03-21 16:44:00	0,003239	845,6295	1	0,148506	0,007123	0,003424	24,3	237,5	-0,769	-0,489	0,412	0,886	0,462	0,037	16. Mai.	1	17:33	17:33														
2023-03-21 16:45:00	0,003327	844,1352	1	0,151258	0,007242	0,004534	24,2	237,7	-0,772	-0,487	0,409	0,887	0,46	0,033	17. Mai.	2	17:33	17:34														
2023-03-21 16:46:00	0,003413	842,6343	1	0,154063	0,007363	0,005492	24	238	-0,774	-0,484	0,407	0,888	0,458	0,03	18. Mai.	2	17:34	17:35														
2023-03-21 16:47:00	0,003496	841,1269	1	0,156921	0,007486	0,006275	23,9	238,2	-0,777	-0,482	0,405	0,89	0,456	0,026	19. Mai.	2	17:34	17:35														
2023-03-21 16:48:00	0,003577	839,6129	1	0,159836	0,007612	0,006962	23,7	238,57	-0,78	-0,479	0,403	0,891	0,454	0,023	20. Mai.	2	17:35	17:36														
2023-03-22 16:42:00	0,003038	849,7799	1	0,138874	0,006693	0,0032	24,9	237,3	-0,763	-0,49	0,421	0,886	0,462	0,048	21. Mai.	3	17:35	17:37														
2023-03-22 16:43:00	0,003132	848,3124	1	0,141446	0,006806	0,004722	24,8	237,5	-0,766	-0,487	0,419	0,887	0,459	0,045	22. Mai.	3	17:35	17:37														
2023-03-22 16:44:00	0,003223	846,8383	1	0,144068	0,00692	0,006014	24,6	237,8	-0,769	-0,485	0,417	0,888	0,457	0,041	23. Mai.	3	17:36	17:38														
2023-03-22 16:45:00	0,003311	845,3577	1	0,14674	0,007036	0,00712	24,5	238	-0,772	-0,482	0,415	0,89	0,455	0,037	24. Mai.	3	17:38	17:40														
2023-03-22 16:46:00	0,0034	843,8705	1	0,149465	0,007154	0,008167	24,4	238,2	-0,774	-0,48	0,412	0,891	0,453	0,034	25. Mai.	3	17:38	17:40														
2023-03-22 16:47:00	0,003486	842,3768	1	0,152242	0,007274	0,009051	24,2	238,4	-0,777	-0,477	0,41	0,892	0,451	0,03	26. Mai.	4	17:38	17:41														
2023-03-22 16:48:00	0,003569	840,8767	1	0,155072	0,007396	0,009772	24,1	238,7	-0,78	-0,475	0,408	0,893	0,448	0,027	27. Mai.	3	17:39	17:41														
2023-03-22 16:49:00	0,003651	839,37	1	0,157958	0,00752	0,010437	23,9	238,9	-0,783	-0,472	0,406	0,895	0,446	0,023	28. Mai.	4	17:39	17:42														
2023-03-22 16:50:00	0,003726	837,8569	1	0,160899	0,007646	0,010798	23,8	239,1	-0,785	-0,469	0,404	0,896	0,444	0,02	29. Mai.	3	17:40	17:42														
2023-03-23 16:40:00	0,00292	853,0391	1	0,132271	0,0064	0,003785	25,4	237,3	-0,76	-0,488	0,429	0,887	0,459	0,056	30. Mai.	4	17:40	17:43														
2023-03-23 16:41:00	0,003013	851,5903	1	0,134722	0,006507	0,005371	25,2	237,5	-0,763	-0,485	0,427	0,888	0,456	0,052	31. Mai.	4	17:40	17:43														
2023-03-23 16:42:00	0,003107	850,1349	1	0,13722	0,006616	0,006893	25,1	237,8	-0,766	-0,483	0,424	0,889	0,454	0,049	1. Jun.	4	17:41	17:44														
2023-03-23 16:43:00	0,003204	848,673	1	0,139767	0,006728	0,008369	25	238	-0,769	-0,48	0,422	0,891	0,452	0,045	2. Jun.	4	17:42	17:45														
2023-03-23 16:44:00	0,003295	847,2046	1	0,142363	0,006841	0,009575	24,8	238,2	-0,772	-0,478	0,42	0,892	0,45	0,042	3. Jun.	5	17:42	17:46														
2023-03-23 16:45:00	0,003383	845,7297	1	0,145009	0,006956	0,010603	24,7	238,5	-0,774	-0,475	0,418	0,893	0,448	0,038	4. Jun.	4	17:43	17:46														
2023-03-23 16:46:00	0,003472	844,2483	1	0,147706	0,007073	0,011581	24,6	238,7	-0,777	-0,473	0,416	0,895	0,445	0,034	5. Jun.	5	17:43	17:47														
2023-03-23 16:47:00	0,003558	842,7605	1	0,150456	0,007192	0,012407	24,4	238,9	-0,78	-0,47	0,413	0,896	0,443	0,031	6. Jun.	5	17:43	17:47														
2023-03-23 16:48:00	0,003642	841,2661	1	0,153258	0,007313	0,013073	24,3	239,2	-0,783	-0,467	0,411	0,897	0,441	0,027	7. Jun.	5	17:43	17:47														
2023-03-23 16:49:00	0,003726	839,7653	1	0,156115	0,007436	0,013711	24,1	239,4	-0,785	-0,465	0,409	0,898	0,439	0,024	8. Jun.	5	17:45	17:49														
2023-03-23 16:50:00	0,003801	838,2581	1	0,159028	0,007561	0,014407	24	239,6	-0,788	-0,462	0,407	0,899	0,436	0,02	9. Jun.	5	17:45	17:49														
2023-03-24 16:39:00	0,002786	855,5932	1	0,125984	0,006114	0,003653	25,9	237,3	-0,757	-0,486	0,436	0,888	0,456	0,063	10. Jun.	5	17:45	17:49														
2023-03-24 16:40:00	0,002887	854,1639	1	0,128319	0,006217	0,005688	25,7	237,6	-0,76	-0,483	0,434	0,889	0,453	0,06	11. Jun.	6	17:45	17:50														
2023-03-24 16:41:00	0,002986	852,7282	1	0,1307	0,006321	0,007499	25,6	237,8	-0,763	-0,481	0,432	0,891	0,451	0,056	12. Jun.	6	17:45	17:50														
2023-03-24 16:42:00	0,003078	851,2859	1	0,133127	0,006428	0,00897	25,4	238	-0,766	-0,478	0,43	0,892	0,449	0,053	13. Jun.	5	17:47	17:51														
2023-03-24 16:43:00	0,003173	849,8373	1	0,1356	0,006536	0,010396	25,3	238,3	-0,769	-0,476	0,428	0,893	0,447	0,049	14. Jun.	5	17:47	17:51														
2023-03-24 16:44:00	0,003269	848,3821	1	0,138122	0,006646	0,011779	25,2	238,5	-0,772	-0,473	0,425	0,895	0,445	0,046	15. Jun.	5	17:47	17:51														
2023-03-24 16:45:00	0,003361	846,9205	1	0,140692	0,006758	0,012933	25	238,7	-0,774	-0,471	0,423	0,896	0,442	0,042	16. Jun.	5	17:47	17:51														
2023-03-24 16:46:00	0,003449	845,4525	1	0,143312	0,006872	0,013889	24,9	238,9	-0,777	-0,468	0,421	0,897	0,44	0,039	17. Jun.	6	17:48	17:53														
2023-03-24 16:47:00	0,003538	843,9781	1	0,145983	0,006988	0,014795	24,8	239,2	-0,78	-0,465	0,419	0,898	0,438	0,035	18. Jun.	6	17:48	17:53														
2023-03-24 16:48:00	0,003625	842,4973	1	0,148706	0,007106	0,015576	24,6	239,4	-0,783	-0,463	0,416	0,899	0,436	0,032	19. Jun.	6	17:48	17:53														
2023-03-24 16:49:00	0,003709	841,0101	1	0,151481	0,007226	0,016193	24,5	239,6	-0,785	-0,46	0,414	0,901	0,434	0,028	20. Jun.	6	17:48	17:53														
2023-03-24 16:50:00	0,003793	839,5165	1	0,15431	0,007348	0,016792	24,3	239,9	-0,788	-0,458	0,412	0,902	0,431	0,024	21. Jun.	6	17:48	17:53														
2023-03-24 16:51:00	0,00387	838,0165	1	0,157193	0,007472	0,017124	24,2	240,1	-0,791	-0,455	0,41	0,903	0,429	0,021	22. Jun.	6	17:49	17:54														
2023-03-25 16:38:00	0,002641	858,0964	1	0,119998	0,00584	0,002792	26,3	237,3	-0,755	-0,484	0,444	0,889	0,453	0,071	23. Jun.	6	17:49	17:54														
2023-03-25 16:39:00	0,002747	856,6864	1	0,122224	0,005939	0,005274	26,2	237,6	-0,757	-0,481	0,441	0,89	0,45	0,067	24. Jun.	6	17:49	17:54														
2023-03-25 16:40:00	0,00285	855,2699	1	0,124493	0,006039	0,007422	26,1	237,8	-0,76	-0,479	0,439	0,892	0,448	0,064	25. Jun.	6	17:49	17:54														
2023-03-25 16:41:00	0,00295	853,847	1	0,126805	0,006141	0,009306	25,9	238	-0,763	-0,476	0,437	0,893	0,446	0,06	26. Jun.	6	17:49	17:54														
2023-03-25 16:42:00	0,003048	852,4177	1	0,129163	0,006245	0,010991	25,8	238,3	-0,766	-0,474	0,435	0,894</																				